



© И.А. Переплеткин,
2025



УДК 550.83
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-40-51>

АДАПТИВНЫЙ АЛГОРИТМ ДЛЯ МНОВОВАРИАНТНЫХ РАСЧЕТОВ НЕСТРУКТУРНЫХ ЛОВУШЕК ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВЕРОЯТНОСТНОЙ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНЫХ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ОБЪЕМОВ

И.А. Переплеткин

Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Традиционно прогноз эффективного флюидонасыщенного объема в межскважинном пространстве вносит наибольшую неопределенность при геолого-экономической оценке активов. В зависимости от особенностей геологического строения продуктивных отложений оцениваемых участков возникает необходимость разработки универсальных алгоритмов для адаптации процесса расчетов.

Цель. Оптимизация крупных проектов геологоразведочных работ за счет универсализации подходов к многовариантным расчетам флюидонасыщенных толщин в зависимости от количества, типа и качества исходной геолого-геофизической информации.

Материалы и методы. Разработан технический адаптивный алгоритм для многовариантных расчетов с использованием функции Workflow в геологических программных пакетах, предусматривающий более 2500 возможных сценариев в зависимости от множества факторов. В рамках использования алгоритма предусмотрена автоадаптация расчетов при задании необходимых исходных данных, а также определенной численной комбинации для вызова определенных циклов.

Результаты. Использование настоящего алгоритма позволяет автоматизировать и тем самым значительно ускорить процесс многовариантной геологической оценки флюидонасыщенных объемов.

Заключение. Адаптация многовариантных расчетов увеличивает ценность крупных проектов геолого-разведочных работ на поисковом и разведочном этапе — как в контексте сокращения сроков и трудозатрат, так и в призма возможности расчетов дополнительных интервалов за выделенное время на геологическую оценку.

Ключевые слова: многовариантные расчеты, неструктурные объекты, геолого-геофизическая изученность, прогноз эффективных толщин, геологические неопределенности

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Переплеткин И.А. Адаптивный алгоритм для многовариантных расчетов неструктурных ловушек при проведении вероятностной оценки эффективных нефтегазонасыщенных объемов. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):40–51. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-40-51>

Статья поступила в редакцию 14.09.2025

Принята к публикации 15.10.2025

Опубликована 26.12.2025

ADAPTIVE ALGORITHM FOR NON-STRUCTURAL TRAPS MULTIVARIANT CALCULATIONS WHILE
NET PAY VOLUME PROBABILISTIC ASSESSMENT

Ivan A. Perepletkin

Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. Traditionally, uncertainties associated with the net pay volume prediction in the inter-well space contribute to the greatest challenges in the geological & economic assessment. Depending on the specific features of productive deposits in the areas being evaluated, it becomes necessary to develop universal algorithms for adapting the calculation process.

Aim. The purpose of this work is to optimize large-scale exploration projects by universalizing fluid-saturated thicknesses multi-variant calculations approaches, depending on the quantity, type, and quality of the initial geological & geophysical information.

Materials and methods. An adaptive integrated algorithm for multi-variant calculations using the Workflow function in geological software packages has been developed, which provides for more than 2,500 possible scenarios depending on a variety of factors. The algorithm includes calculations auto-adaptation as well as a specific numerical combination for triggering specific cycles.

Results. The use of this algorithm allows for the automation and, thus, significant acceleration of the process of multivariate geological assessment of fluid-saturated volumes.

Conclusion. The adaptation of multi-variant calculations increases the large-scale geological exploration projects value at the exploration stage, both in terms of reducing the time & labor required, and in terms of the ability to calculate additional intervals within the allocated time for geological evaluation

Keywords: multi-variant calculations, non-structural traps, geological maturity, net pay thickness forecast, geological uncertainties

Conflict of interest: The author declares no conflict of interest.

For citation: Perepletkin I.A. Adaptive algorithm for non-structural traps multivariant calculations while net pay volume probabilistic assessment. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):40–51. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-40-51>

Manuscript received 14.09.2025

Accepted 15.10.2025

Published 26.12.2025

ТЕОРИЯ

Ввиду сложившихся в настоящее время следующих трендов в практике геолого-разведочных работ (ГРП) — повышение сложности запасов углеводородов (УВ), ускорение темпов камеральных работ [1], а также фокус на региональные крупные проекты с большим количеством перспективных объектов [2] — возрастает актуальность внедрения автоматизационных алгоритмов, позволяющих как сократить время на процесс многовариантной геологической оценки, так и адаптировать процесс расчета при разной степени геолого-геофизической изученности. Опираясь на опыт крупных проектов ГРП, существует актуальная проблема долговременной ручной настройки адаптации расчетных алгоритмов многовариантного геологического моделирования под конкретную специфику проекта [3]. Зачастую данный процесс занимает более месяца [4], что в реалиях сжатых сроков на геолого-экономическую оценку проектов ГРП ведет или к некачественной проработке геологических неопределённостей и недоучете рисков [5], или к затягиванию сроков на оценку данного актива [6]. Дополнительным вызовом является импортозамещение программных продуктов [7]. В рамках поискового и оценочного этапов цикла ГРП при ограниченной изученности участков наиболее распространенный подход [8, 9] к вероятностной оценке ресурсной базы (ВОРБ) — это комбинированное применение 2D-моделирования вероятностной оценки эффективных флюидонасыщенных объемов с получением множества реализаций карт нефте(газо)насыщенных толщин и дальнейшая одномерная оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и PVT-свойств. В отличие от алгоритмов 3D-моделирования рабочий процесс настройки алгоритмов картирования включает большое количество технических операций [10] на каждом этапе картирования (вариация

площади объекта, структурного каркаса, эффективных и продуктивных толщин). Более того, последовательность операций чувствительна к исходной геолого-геофизической информации: к типу ловушки (структурная, структурно-литологическая, тектонически экранированная и т. д.), к наличию (отсутствию) скважинных данных и кондиционности результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС), к деталям концептуальной модели осадконакопления и многим другим особенностям конкретного перспективного объекта [11]. Вопросам автоматизации расчетов в последние годы посвящено проектов и научно-практических разработок [12–14] в различном программном обеспечении (ПО) [7, 15, 16], а также с использованием языков программирования [17]. Например, в работе [18] отражена технология автоматического оконтуривания структурных ловушек и дальнейшего многовариантного расчета (МВР) флюидонасыщенных толщин. Автором совместно с коллегами также отражены вопросы разработки интегрированных подходов к МВР перспективных объектов, ассоциирующихся с различными обстановками осадконакопления — континентальные отложения [19], переходные обстановки, в частности дельты разного генезиса [20], а также глубоководные отложения [21, 22]. В настоящей работе представлен оптимизационный алгоритм для многовариантных расчетов неструктурных ловушек при двумерном (2D) геологическом моделировании, объединяющий более 2500 комбинаций в зависимости от исходной геолого-геофизической информации и особенностей геологического строения конкретного перспективного объекта. Данный алгоритм подразумевает предварительное выделение границ контура (или нескольких сценариев контуров) объекта. Алгоритм реализован с использованием инструмента Workflow в программных пакетах для геологического моделирования, в том числе отечественном [23].

ОПИСАНИЕ WORKFLOW

В рамках разработанного алгоритма предусмотрен расчет неограниченного числа объектов. Для каждого отдельного объекта возможно задать множество комбинаций (рис. 1) применительно к каждому этапу многовариантных расчетов (MBP). Стоит отметить, что конкретный сценарий возможно задать как вручную с помощью введения специального числового кода при настройке исходных данных, вызывающего цикл пред-

ДЛЯ СНИЖЕНИЯ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ ПРИ ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКЕ АКТИВОВ РАЗРАБОТАН АЛГОРИТМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ФУНКЦИИ WORKFLOW, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ УСКОРИТЬ ПРОЦЕСС МНОГОВАРИАНТНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ФЛЮИДОНАСЫЩЕННЫХ ОБЪЕМОВ С ОДНОВРЕМЕННОЙ ОПТИМИЗАЦИЕЙ ВРЕМЕННЫХ ЗАТРАТ ПРИ РАСЧЕТЕ ВЕРОЯТНОСТНОЙ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНЫХ ТОЛЩИН.

настроенных расчетов (для выбора сценариев прогноза эффективных толщин и оценки диапазона флюидоконтакта), так предусмотрена и автоматическая адаптация алгоритма в зависимости от того, заданы или не заданы необходимые данные (например, точки скважин, полигоны разломов, один или несколько возможных сценариев площади объекта и др. данные).

Исходные данные для каждого объекта вводятся в листе задания исходных данных (reference list). Минимальный набор исходных данных для проведения 2D MBP включает в себя структурные карты кровли и подошвы пласта, карту ошибок структурных построений, полигон границы объекта и параметры вариограмм для картопостроений. Коды для выбора сценария прогноза эффективных (от 1 до 6) и флюидонасыщенных толщин (1–8 для двухфазной УВ-системы, 9–17 для трехфазной УВ-системы) вводятся в отдельные колонки для каждого объекта. В качестве бытовой аналогии данной механики расчетов можно привести звонок в call-центр мобильного оператора, где необходимо ввести цифру для консультации по определенному вопросу [24]. Данный алгоритм при задании численной комбинации вызывает для расчета только те циклы, которые подразумевают последовательность прогноза по необходимому сценарию. При этом нет необходимости вручную включать (выключать) остальные неиспользуемые циклы. Рассмотрим далее подробную механику расчетов на каждом этапе.

ПЛОЩАДЬ ОБЪЕКТА

В рамках описываемого алгоритма предусмотрены 3 варианта технической реализации процедуры оценки площади объекта. Наиболее распространенный сценарий подразумевает существование трех вариантов контуров объектов — максимального, наиболее вероятного и минимального (P1, P50 и P100 соответственно) ввиду наличия неопределенностей в наличии/отсутствии коллектора в межскважинном пространстве. Отрисовке исходных упомянутых ранее контуров предшествует процедура обоснования границ минимального, наиболее вероятного и максимального контуров с привлечением скважинных данных и косвенных методов (динамический, палеогеографический анализ и т. д.), а также концептуальной модели осадконакопления. Технический принцип вариации площади объекта включает следующую последовательность операций.

1. Построение карты в пределах минимального контура коллектора с присвоением значения 100 (метод Artificial algorithm [25]).
2. Присвоение полигонам максимального, базового и минимального контуров объекта значений 1, 50 и 100 соответственно.
3. Построение карты с изолиниями от 1 до 100. В качестве входных данных выступает карта из п. 1 и полигоны (п. 2). Картопостроение осуществляется методом конвергентной интерполяции. Получившаяся карта имеет математический смысл перцентиля площади объекта, полученная по результатам интерполяции значений между исходными контурами объекта.
4. Выбор случайной изолинии от 1 до 100, соответствующей границе объекта в конкретной реализации. Данный полигон далее служит для обрезки карт.

При невозможности обоснования трех контуров ввиду низкой изученности участка (в частности, отсутствие скважинных данных и наличие исключительно 2D сейсмических профилей) алгоритм позволяет задавать только один контур (в данном сценарии данный этап опускается) или два — максимальный и минимальный. В случае задания двух контуров техника расчетов также строится карта с изолиниями от 1 до 100, опускается только точное оконтуривание точной изолинии «базового» контура объекта.

В зависимости от типа ловушки возможны 2 комбинации задания границ объекта для дальнейших этапов картопостроения: при отсутствии разломов предусмотрен отдельный дополнительный цикл

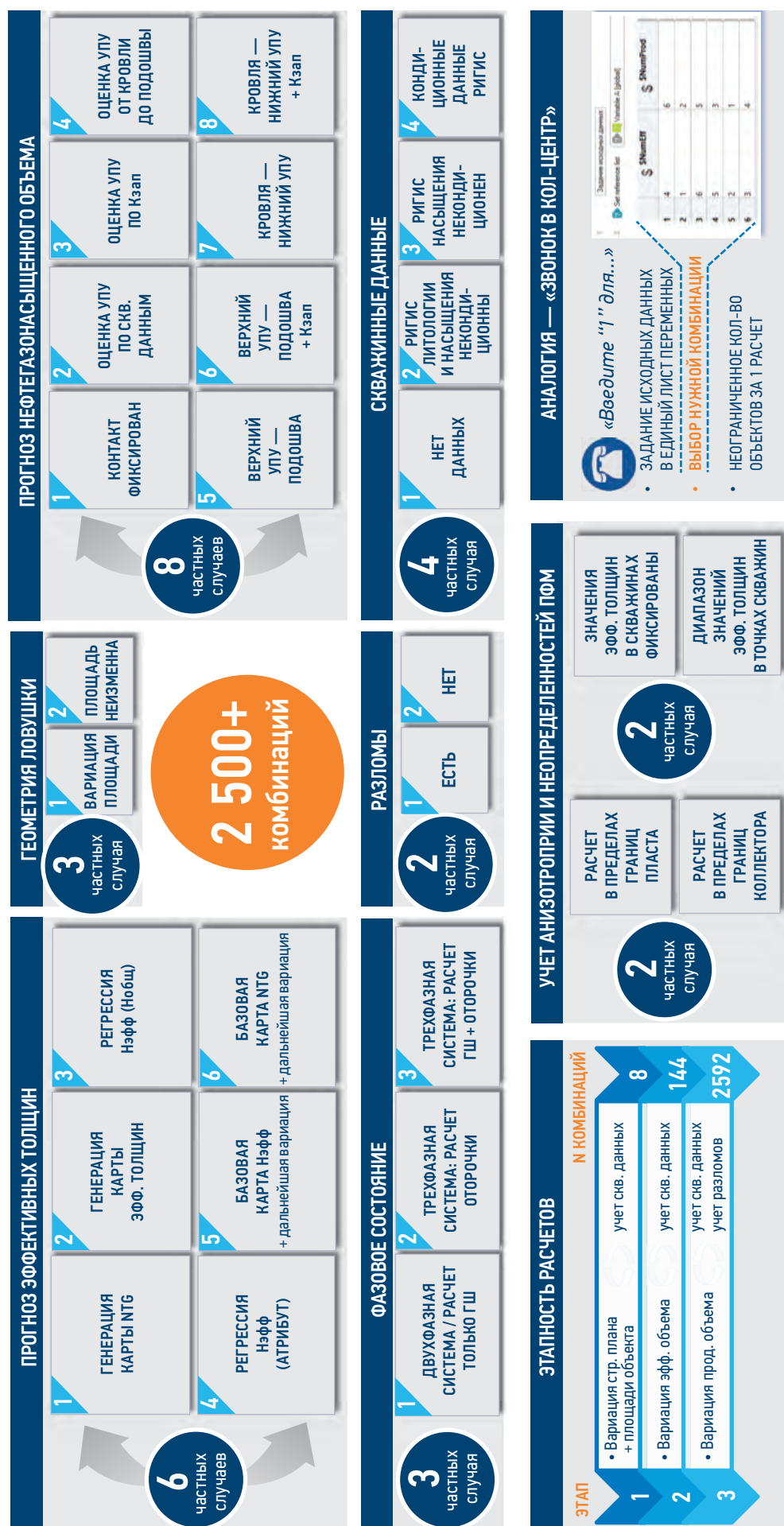


Рис. 1. Общая блок-схема комбинаций многовариантных расчетов на каждом этапе в рамках универсального workflow 2D вероятностной оценки. Составлено автором
Fig. 1. General scheme of possible scenarios involved in developed 2D probabilistic assessment integrated workflow. Prepared by the author

для плавного выклинивания карт — карты эффективных толщин и песчанистости (Net-to-gross, NTG) сводятся к нулевым отметкам на границе объекта с заданным пользователем радиусом влияния; при наличии разломов не реализуется плавное выклинивание на полигон разлома (иными словами, карта резко обрезается полигоном разлома).

При наличии активной тектоники алгоритм также учитывает экранирование ловушки разломом (или несколькими разломами). Стоит отметить, что данная неопределенность регулируется горизонтальной разрешающей способностью сейсморазведки, традиционно определяющейся радиусом первой зоны Френеля [26], оцениваемого приблизительно как (1):

$$r \approx \left(\frac{v}{2}\right) \left(\frac{t}{f}\right)^{1/2}. \quad (1)$$

Иными словами, являясь величиной, пропорциональной скорости распространения сейсмических волн в анализируемом интервале и времени пробега волны и обратно пропорциональной доминантной частоте сигнала в исследуемом интервале. Для большинства оцениваемых объектов в Западной Сибири [27] данное значение составляет примерно 300–400 м, что дает погрешность оценки площади ловушки не более 1–5%. Однако в случае критичного влияния фактора неоднозначности картирования разломов на оценку объема ловушки — например, при а) крайней низкой качества сейсмических данных или б) невысокой площади ловушек (не более 5 км²) — предусмотрена возможность вариации положения разлома в плане. Данная операция учитывается в рамках вариации площади объекта с учетом как литологических границ, так и разломов.

СТРУКТУРНЫЙ КАРКАС

Для учета неопределенностей структурных построений в рамках вероятностной оценки активов в данной работе рассматривается случай расчета как одного пласта, так и кейс многопластового месторождения. Вариация структурного плана (структурных карт кровли и подошвы пласта) производится по формуле (2)

$$H_r = (H_{Base})_r N(\sigma_H)_r (H_{Random})_r, \quad (2)$$

где $(H_{Base})_r$ — базовая структурная карта r -го опорного горизонта, $(\sigma_H)_r$ — карта стандартного отклонения (STD — standard deviation) структурных построений,

$(H_{Random})_r$ — «случайная» карта, N — константа, принимающая значения 1, 2 или 3.

Рассмотрим каждую отдельную составляющую в формуле и варианты задания в рабочем Workflow.

Погрешность структурных построений оценивается согласно «Инструкции по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОБ-ОГТ» [28]. Согласно оцененной погрешности производится построение карты STD, детальная методика описана в документе [29].

Метод последовательного гауссового моделирования (Sequential Gaussian Simulation — SGS) с нормальным законом распределения используется для генерации множества «случайных» карт. Параметры вариограмм (ранги и азимут), определяющие пространственную корреляцию, калибруются на основе размеров геологических тел по выборке аналогов и характеристик обстановки осадконакопления [30].

Рабочий алгоритм позволяет адаптировать процесс MBP структурного плана для двух сценариев исходных карт — задание утроенного (3 STD) или удвоенного (2 STD, в случае высокоскоростного разреза с высокими значениями ошибок структурных построений) значения соответственно с коэффициентом N , равным 3 или 2. При этом «случайная» карта строится в диапазоне от -1 до 1 со средним значением 0 и стандартным отклонением, равным 0,33 (тем самым формируется выходное нормальное распределение значений в карте).

По итогам вариации карт кровли и подошвы пласта производится построение карт общих толщин пласта после вариации структурного плана, а также подсадка на скважинные данные (стратиграфические отбивки кровли и подошвы пласта). Алгоритм по умолчанию задает корреляционную зависимость между «случайными» картами в рамках вариации структурных карт кровли и подошвы пластов конкретной реализации. Данная операция необходима для получения физических значений общих толщин в каждом узле карты.

Резюмируя, на этапах задания неопределенностей по площади и структурному плану предусмотрено 8 независимых концепций проведения MBP: 2 сценария для вариации площади (один постоянный контур для всех реализаций или определение случайного полигона площади), 2 сценария определения типа границ объекта — литологическое выклинивание или тектонический экран, а также 2 сценария для задания разной максимальной ошибки структурных

построений — удвоенное или утроенное значение STD.

Дополнительной опцией является встроенный опциональный цикл для многовариантного прогнозирования структурного плана многопластовых месторождений. Коллективом авторов [31] разработан специализированный подход в MBP, состоящий из четырех этапов: вариация структурных карт верхнего и нижнего опорных горизонтов, независимая вариация карт общих толщин каждого «промежуточного» пласта, построение карт долей для каждой из полученных реализаций карт общих толщин, нормирование исходных карт общих толщин на суммарную мощность стратиграфического интервала путем перемножения с картами долей.

СПОСОБЫ ПРОГНОЗА ЭФФЕКТИВНЫХ ТОЛЩИН

Методика многовариантных расчетов (MBP) эффективного объема зависит от исходных данных, степени геологической изученности, традиционно выделяются следующие принципы (рис. 2). Механика расчетов проста — задается свой код (от 1 до 6) для выбора конкретного сценария (рис. 1).

Стохастическое построение карты песчаности (Net-to-gross, NTG, сценарий 1) на основе выборки аналогов или карты эффективных толщин (сценарий 2). Картопостроение производится методом Последовательного гауссова моделирования (Sequential Gaussian Simulation — SGS) с заданием граничных значений и среднего (наиболее вероятного)

по выборке аналогов. Параметры вариограмм подбираются исходя из геологической концепции, а также исходя из геометрических параметров тел по аналогам. Подход также подразумевает опциональное использование тренда для учета пространственного распространения экстремумов коллектора. Наглядный пример приведен в работе [32] для пространственного распространения конусов выноса, выделяющихся на волновой картине на качественном уровне при отсутствии регрессионной зависимости с динамическими атрибутами. Данный подход применяется при низкой степени изученности участка работ. Дальнейшим перемножением на карту общих толщин производится построение карты эффективных толщин (сценарий 1). Обратный подход — от стохастического построения карты эффективных толщин к пересчёту карты NTG (сценарий 2).

Прогноз эффективных толщин по регрессионной зависимости от общих толщин (сценарий 3) или атрибута (сценарий 4) по регрессионной зависимости. Количественный прогноз эффективных толщин по регрессионной зависимости применяется при наличии высокой плотности сетки скважин при равномерном покрытии участка скважинами, понимании седиментологического концепта, а также при высоком коэффициенте корреляции (более 0,7) значений эффективных толщин от общих толщин. В рамках многовариантного прогноза эффективных толщин по регрессионной зависимости от общих толщин рекомендуется проведение вариации коэффициентов уравнения регрессии 1-го порядка ($ax + b$). Следующим этапом производится построение карты NTG



Рис. 2. Сценарии прогноза эффективных толщин в рамках MBP, предусмотренные в адаптивном Workflow. Составлено автором

Fig. 2. Possible scenarios for net volume predication included in the workflow. Prepared by the author

путем деления получившейся карты эффективных толщин на карту общих толщин пласта (интервала).

Задание исходной («базовой») карты эффективных толщин (сценарий 5) или карты NTG (сценарий 6) с ее дальнейшей вариацией. Подход используется при наличии достаточной выборки скважин в пределах пласта. Данная карта может быть интерпретирована как прогнозная карта, полученная по кондиционным сейсмическим атрибутам. Принцип МВР эффективных толщин в рамках 2D ВОРБ основан на вариации значений исходной карты эффективных толщин в межскважинном пространстве по следующей формуле (3):

$$H_{eff} = (H_{eff})_{Base} (\sigma_{H_{eff}}) (H_{Random})_r, \quad (3)$$

где $(H_{eff})_{Base}$ — базовая карта эффективных толщин пласта, м, $\sigma_{H_{eff}}$ — «карта ошибок» эффективных толщин, имеющая смысл среднеквадратичного отклонения значений в пределах карты эффективных толщин (константа, автоматически снимаемая со статистики с карты и нулевыми значениями в скважинах), $(H_{Random})_r$ — «случайная» карта со средним значением 0 и стандартным отклонением, равным 1 (нормальное распределение значений). «Случайная» карта перестраивается в каждой новой реализации; картопостроение осуществляется методом SGS с учетом нулевых значений ошибок в пределах скважин.

В дальнейшем карта NTG получается путем деления полученной карты эффективных толщин на карту общих толщин, полученную на предыдущем этапе. Схожий принцип использован при картопостроении на основе исходной карты NTG с конечным пересчетом в эффективные толщины.

Каждый из сценариев технически может быть реализован как при наличии, так и при отсутствии скважин (или в случае некондиционных данных РИГИС коллектора). При наличии РИГИС коллектора есть два возможных сценария расчета — в пределах массива пласта или в пределах массива коллектора. Второй сценарий подразумевает учет в первом приближении вертикального распределения коллектора в пределах пласта по вертикали. Традиционным ограничением и недостатком 2D-моделирования является недоучет особенностей вертикального распределения коллектора ввиду невозможности задания геолого-статического разреза (ГСР), однако использование литологических отбивок и увязка с ними позволяет утонить объем коллектора и, как следствие, эффективный насыщенный объем.

Для учета вертикального распространения коллектора необходимо выполнение следующего пула операций.

1. Построение карты кровли линзы коллектора в пределах пласта. Картопостроение осуществляется в пределах ранее отварьированного контура коллектора методом конвергентной интерполяции или кригинга с заданием точек литологических отбивок в качестве входных данных. В качестве тренда задается структурная карта кровли пласта (для конформного распространения поверхности кровли коллектора).
2. Построение карты общих толщин линзы коллектора в пределах пласта. Картопостроение осуществляется методом конвергентной интерполяции или кригинга с заданием точек общих толщин линзы (дельта между литологическими отбивками кровли и подошвы коллектора в пределах пласта, данное значение, как правило, меньше эффективной мощности ввиду фактора расчлененности коллектора).
3. Построение карты подошвы линзы коллектора путем вычитания из карты кровли линзы карты общих толщин линзы коллектора.
4. Построение карты песчанистости (NTG) методом кригинга или SGS с заданием точек NTG в скважинах.
5. Умножение карты общих толщин линзы на карту NTG.

Данная последовательность позволяет утонить объем коллектора и, как следствие, эффективный насыщенный объем после снятия изолинии флюидоконтакта.

Еще одной возможностью описываемого алгоритма является учет неопределенностей прогноза коллектора по данным РИГИС в рамках петрофизической модели (ПФМ). Данная операция опциональна: геолог задает код 0/1 в исходном листе переменных (где «0» — задание постоянных значений эффективных толщин в скважинах, «1» — задание диапазона значений в точках каждой из скважин).

Резюмируя этап вариации эффективного объема, здесь основным моментом является наличие с скважин и кондиционных данных РИГИС. При их отсутствии возможно 48 комбинаций расчетов (8 независимых сценариев на предыдущем этапе структурного плана, а также 6 типовых сценариев прогноза эффективного объема). При наличии кондиционных данных РИГИС, помимо вышеупомянутых комбинаций, возможны 4 дополнительные комбинации — расчет в пределах пласта или в пределах коллектора, а также

возможность учета неопределённостей вероятностной ПФМ или расчет с постоянными значениями в точках скважин (итого 96 комбинаций). В сумме получается 144 потенциальных независимых сценария для расчета.

СПОСОБЫ МВР ФЛЮИДОНАСЫЩЕННОГО ОБЪЕМА

Рабочий алгоритм подразумевает 8 возможных сценариев (для однофазной УВ системы, один флюидоконттакт, рис. 3).

1-й случай. Водонефтяной контакт (ВНК) определен по данным испытаний по одной и более скважинам (или околоскритическое насыщение углеводородами). В данном случае этап вариации флюидонасыщенного объема опускается. Ключевую неопределенность здесь вносит исключительно общий и эффективный объем ловушки над фиксированным контактом.

2-й случай. Задание диапазона ВНК по скважинным данным. В данном случае жестко фиксированы верхняя и нижняя границы диапазона потенциальных отметок ВНК. Принцип вариации флюидонасыщенного объема заключается в выборе случайного значения ВНК из диапазона с равномерным распределением и использовании данного значения в качестве условного подсчетного уровня (УПУ).

3-й случай. Подбор УПУ по диапазону коэффициента заполнения по данным аналогов. Технический принцип заключается в последовательности следующих действий: выбор случайного значения УПУ

в диапазоне от максимального значения кровли пласта (или кровли коллектора) до минимального значения подошвы пласта (или подошвы коллектора), снятие функции объема для полученной карты нефтенасыщенных толщин (ННТ) и для карты эффективных толщин, полученной на предыдущем этапе, проверка выполнения условия (4):

$$(K_z)_{\min} \leq K_z = \frac{V_{\text{net}}}{V_{\text{eff}}} \leq (K_z)_{\max}, \quad (4)$$

где $(K_z)_{\min}$ и $(K_z)_{\max}$ — значения минимального и максимального коэффициентов заполнения по данным аналогов, K_z — коэффициент заполнения оцениваемой ловушки в данной реализации, V_{net} — флюидонасыщенный объем (снимается с карты ННТ), V_{eff} — эффективный объем (снимается с карты эффективных толщин).

При соблюдении данного условия карта ННТ принимается в работу и является результирующей в рамках 2D МВР. При условии, если условие не соблюдается, подбор случайного значения УПУ происходит заново. Цикл продолжается до тех пор, пока карта ННТ не будет удовлетворять заданному условию.

4-й случай. Оценка УПУ между предельными сценариями. Данный способ используется при отсутствии как кондиционных данных результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) насыщения, так и кондиционной выборки аналогов по параметру коэффициента заполнения. Выбирается случайное значение УПУ от максимального значения кровли пласта (или



Рис. 3. Частные случаи при 2D МВР продуктивного объема (неопределённость оценки УПУ). Составлено автором
Fig. 3. Possible scenarios for net pay volume predication included in the workflow (fluid contact uncertainty). Prepared by the author

кровли коллектора) до минимального значения подошвы пласта (или подошвы коллектора).

5–8-е случаи подразумевают комбинированные сценарии, при которых учет УПУ производится как по скважинным данным, так и с учетом коэффициента заполнения.

Два из восьми случаев (№ 3 и 4) используются при отсутствии скважинных данных, шесть остальных — при наличии скважинных данных. Существует дополнительный, седьмой сценарий, при котором прогноз УПУ производится согласно скважинным данным с дополнительной проверкой по диапазону коэффициента заполнения.

Рабочий workflow также подразумевает расчет двухфазной УВ системы (газовая шапка и нефтяная оторочка, 2 флюидоконтакта). Итого предусмотрено 3 потенциальных сценария — расчет двухфазной системы или только газовой шапки (один контакт), расчет только нефтяной оторочки (вариация и газонефтяного контакта — ГНК и нефтеводяного контакта — ВНК), расчет и нефтяной оторочки, и газовой шапки.

Стоит отметить, что в одних и тех же скважинах могут быть кондиционные данные РИГИС коллектора, но при этом данные по типу насыщения неясны. Резюмируя, для таких сценариев (отсутствие скважинных данных или неясные РИГИС насыщения) предусмотрены по 2 комбинации прогноза УПУ в 3 случаях расчета (фазовое состояние). В совокупности с описанными выше 48 независимыми сценариями для МВР эффективных толщин общее количество комбинаций прогноза продуктивных толщин в случае отсутствия или неполных скважинных данных — 576.

Большее разнообразие сценариев для расчета МВР продуктивных толщин: 96 независимых сценариев прогноза исходных карт эффективных толщин, 7 комбинаций прогноза УПУ с 3 возможными техниками расчета в зависимости от фазового состояния — итого 2016 возможных комбинаций. Тем самым общее число комбинаций в зависимости от исходных данных, особенностей геологического строения и фазового состояния, а также методики расчета — 2592.

ПРИМЕРЫ ОПТИМИЗАЦИИ КРУПНЫХ ПРОЕКТОВ ГРП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АДАПТИВНОГО WORKFLOW

ПРИМЕР 1. УСКОРЕНИЕ РАСЧЕТОВ ВОРБ

Для определения потенциального экономического эффекта на реальных проектах ГРП алгоритм опробован десятью проектными командами. На **рис. 4** (слева) представлена диаграмма, по вертикальной шкале отложено количество дней, сэкономленное проектной командой на выполнение работ по ВОРБ согласно опросу исполнителей-геологов. Ключевое ускорение работ заключается в том, что алгоритм уже преднастроен и адаптирован под множество возможных сценариев расчета. Объем ручной работы минимален — геологу необходимо задать только необходимые исходные данные, а также задать способ расчета; изменение в строках рабочего workflow и встроенный циклов не требуется. Таким образом, минимизируются временные затраты на типовую операцию в рамках дорожной карты (ДК) проекта на этап ВОРБ (**рис. 4**, справа) — написание рабочего алгоритма (workflow).

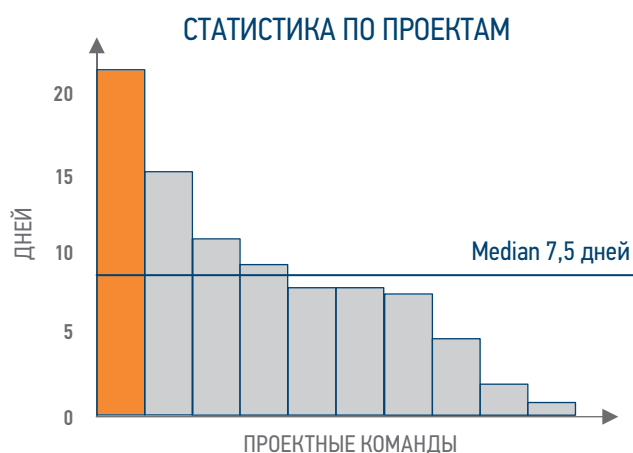


Рис. 4. Эффект от внедрения адаптивного алгоритма на примере 10 проектов ГРП в контексте уменьшения сроков: кол-во дней (слева), визуализация эффекта на дорожной карте проекта (справа). Составлено автором

Fig. 4. The example of algorithm implementing effect based on 10 exploration projects in terms of project timeline reducing: number of days (left), visualization on the project roadmap (right). Prepared by the author

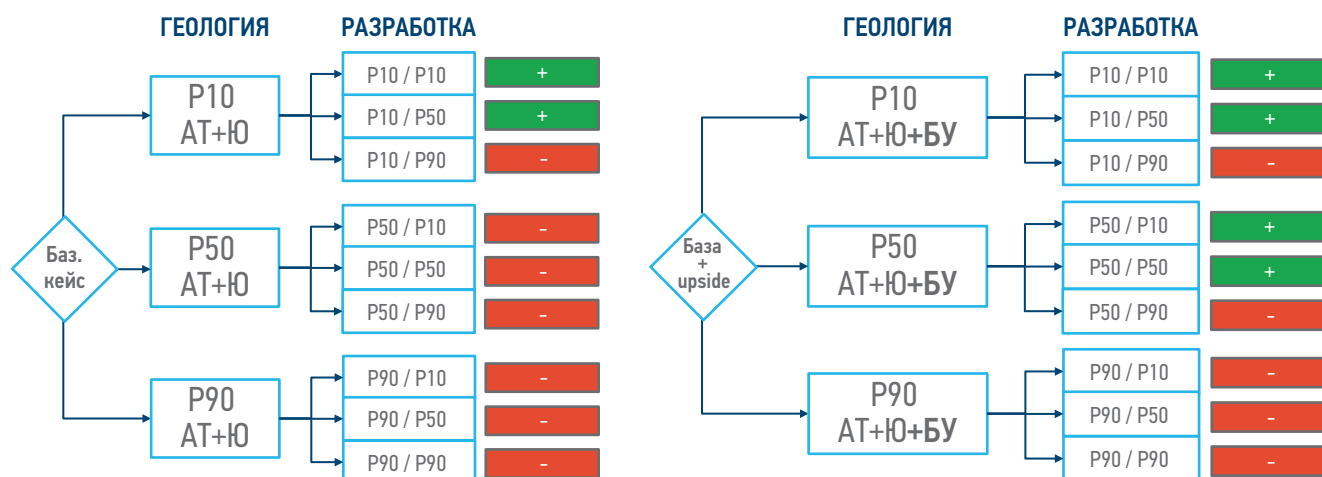


Рис. 5. Пример увеличения экономической привлекательности проекта за счет расчета дополнительных интервалов (геологических «апсайдов»). Составлено автором

Fig. 5. Example of the project economic attractiveness increase by calculating additional intervals (geological upsides). Prepared by the author

ПРИМЕР 2. ЭФФЕКТ ЗА СЧЕТ РАСЧЕТА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ И ИНТЕРВАЛОВ

За счет оптимизации ДК проекта (как показано ранее в примере 1) появляется возможность расчета дополнительных интервалов разреза (геологических апсайдов — upsides). В особенности это актуально для проектов, где целевые интервалы по результатам ВОРБ и оценки экономической привлекательности оказываются первоначально нерентабельными [33]. На рис. 5 (слева) показан пример, в рамках которого оценка экономических показателей первоначальных целевых интервалов (ачимовские отложения и верхнеюрский интервал) в базовом сценарии (P50 геология + P50 разработка) по итогам цикла расчетов ВОРБ оказалась отрицательной (за исключением маловероятной комбинации оптимистичных сценариев по ресурсной базе

и подбору технологических характеристик разработки). На рис. 5 (справа) показан экономический эффект от расчета дополнительного интервала (апсайда): разработка данного набора интервалов в наиболее вероятном кейсе (P50) оказалась рентабельной.

ВЫВОДЫ

В заключение, разработанный алгоритм позволяет учесть диапазон неопределенностей флюидонасыщенного объема с одновременной оптимизацией временных затрат на расчет вероятностной оценки эффективных объемов. Основными преимуществами подхода является простота реализации и высокая скорость расчета, а также универсальность использования для более чем 2500 комбинаций расчетов.

Список литературы

1. Charles J. G. Experience with the Quantification of Subsurface Uncertainties. — Tulsa: SEG. — 2001. — 424 p.
2. Esiri A., Jambol D., Ozowe C. Enhancing reservoir characterization with integrated analysis and geostatistical methods // Journal of Multidisciplinary sciences. — 2024. — 12 p.
3. Авербух А.Г. и др. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. — Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. — 164 с.
4. Букатов М.В., Пескова Д.Н., Ненашева М.Г. Ключевые проблемы освоения ачимовских отложений на разных масштабах исследования // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2018. — Т. 2. — С. 16–21. <https://doi.org/10.24887/25877399-2018-2-16-21>
5. Морозов В.Ю., Сапьяник В.В. Актуальные проблемы освоения нефтегазового потенциала Западной Сибири // Геология нефти и газа. — 2018. — № 3. — С. 27–36.
6. Гермаханов А. и др. Обоснование экономической целесообразности геологического изучения объектов за счет государственных программ и проектов // Дискуссионный клуб «Недра». — 2023. — С. 122–130.
7. Исламханов Б. Подсчет запасов углеводородов на основе 3D -модели в симуляторе TНавигатор. Применение Workflow для оптимизации работы // Yessenov science journal. — 2022. — № 2 (43). — С. 87–94.
8. Методика оценки новых активов разведки и добычи углеводородов БРД. — Санкт-Петербург: ГК «Газпром нефть», 2022. — 122 с.
9. Новозелевский Е.В. Геологическое моделирование на основе геостатистики. — Москва: ОАО «ЦГЭ», 2011. — 100 с.
10. Переплеткин И.А. Технические решения для учета вертикальных неоднородностей разреза в алгоритмах двумерного моделирования при проведении вероятностной оценки // Геология в развивающемся мире. Сборник научных трудов по материалам XVIII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. — Пермь: ПГНИУ, 2025. — С. 313–317.
11. Переплеткин И.А., Захарова О.А. База алгоритмов вероятностной оценки объектов различного генезиса //

- Актуальные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии. Материалы XXXVI молодежной научной школы-конференции, посвященной памяти чл.-корр. АН СССР К.О. Кратца и акад. РАН Ф.П. Митрофанова. — Апатиты, 2025. — С. 61–65.
12. Perrin M., Rainaud J.-M. Shared earth modeling. Knowledge driven solutions for building and managing subsurface 3D geological model. — Paris: Editions Technip, 2013. — 399 p.
 13. Lin L. et al. Optimizing the reservoir model of delta front sandstone using Seismic to Simulation workflow: A case study in the South China Sea // SEG International Exposition and 86th Annual Meeting Expanded Abstracts. — 2016. — pp. 2821–2825.
 14. Song Y. et al. A workflow for turbidite reservoir characterization — a case study of the Macedon member, Northern Carnarvon Basin, NW Australia // Front. Earth Sci. — 2023. — Vol. 11. — 15 p.
 15. Dubrule O. Geostatistics in Petroleum Geology. AAPG Continuing Education Course Note Series #38. — Tulsa, Oklahoma, USA, 1998. — 127 p.
 16. Переплеткин И.В. Технология построения геологических моделей по геолого-геофизическим данным в программном комплексе DV-Geo: автореф. дис. ... канд. техн. наук. — Москва: РГГРУ им. Орджоникидзе, 2007. — 22 с.
 17. Colombero L., Mountney N.P., Medici G., Jared West L. The geometry of fluvial channel bodies: empirical characterization and implications for object-based models of the subsurface // AAPG bulletin. — 2019. — Vol. 103. — pp. 905–929.
 18. Асмаев Д.А. и др. ПроГРРесс: геологоразведка как бизнес. Материалы 3-й Международной научно-практической конференции. — Сочи, 2023. — 4 с.
 19. Переплеткин И.А., Захарова О.А. Интегрированный подход к геологической экспресс-оценке множества объектов. Новые технологии — нефтегазовому региону // Материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. В 2-х томах. — Тюмень, 2025. — С. 18–21.
 20. Переплеткин И.А. Подход к моделированию и вероятностной оценке объема коллектора прибрежно-морских отложений на участках с ограниченной геолого-геофизической изученностью (на примере среднеюрских отложений Западной Сибири и франско-фаменских отложений Волго-Урала) // Геология, геоэкология и ресурсный потенциал Урала и сопредельных территорий: Сборник статей XIII Всероссийской молодежной конференции, посвященной памяти чл.-корр. В.Н. Пучкова. — 2025. — С. 101–104.
 21. Переплеткин И.А., Забоева А.А., Музраева Б.Ю. Проведение многовариантной оценки продуктивного объема ачимовских отложений с учетом концептуальных особенностей геологического строения // Проблемы геологии и освоения недр. труды XXIX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова, посвященного 80-летию Победы в Великой Отечественной войне. Том II. — Томск, 2025. — С. 40–41.
 22. Переплеткин И.А., Алехин И.И., Викторова Е.М. Универсальные методики многовариантных расчетов неструктурных ловушек с учетом сложного геологического строения // Актуальные проблемы нефти и газа. Сборник трудов VII Всероссийской молодежной конференции. — Москва: ИПНГ РАН, 2024. — С. 155–159.
 23. Саакян М.И., Закревский К.Е., Лепилин А.Е., Ахметов Ч.Р. К вопросу о перспективах создания корпоративного программного обеспечения геологического моделирования // Нефтяное хозяйство. — 2019. — № 11. — С. 50–54.
 24. История развития кол-центров: с чего все начиналось. Цифровые технологии: аутсорсинговый контакт-центр [Электронный ресурс]. URL: <https://www.dtco.ru/articles/>
 25. Демьянов В.В., Савельева Е.А. Геостатистика: теория и практика. — Москва: Наука, 2010. — 327 с.
 26. Yilmaz O. Seismic data analysis. Tulsa: SEG, 2001. — 1027 p.
 27. Белозеров Б.В., Буторин А.В., Найзородов С.В., Фаизов Р.З. Практические советы по 3D-геологическому моделированию. Изд. 2-е. — Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. — 424 с.
 28. Киселев В.С. и др. Инструкция по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов сейсморазведки МОВ-ОГТ (при работах на нефть и газ). — 1984. — 76 с.
 29. Куркин А.А. Оценка пространственного распределения ошибок структурных построений // Нефть и газ. — 2016. — № 1. — С. 15–21.
 30. Pyrcz M., Deutsch C. Geostatistical reservoir modeling. — Oxford University Press, 2014. — 449 p.
 31. Алехин И.И., Переплеткин И.А., Мещерякова А.С. Методика вариации структурного плана многопластового месторождения со сложным геологическим строением // Актуальные проблемы нефти и газа. — 2024. — Т. 15, № 2. — С. 122–140.
 32. Переплеткин И.А., Космачева М.С. Возможности динамического анализа для прогнозирования распространения коллектора при низкой степени изученности сейсмическими данными // PRONEFT. Профессионально о нефти. — 2025. — № 10(3). — С. 14–27. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-3-14-27>
 33. Руководство по формированию концептуальной основы крупных проектов ГРП. — Санкт-Петербург: ПАО «Газпром нефть», 2022. — 103 с.

References

1. Charles J. G. *Experience with the quantification of subsurface uncertainties*. Tulsa: SEG, 2001. 424 p.
2. Esiri A., Jambol D., Ozowe C. Enhancing reservoir characterization with integrated analysis and geostatistical methods. *Journal of Multidisciplinary sciences*. 2024, p. 12.
3. Averbukh A.G. et al. *Guidelines for creating permanent geological and technological models of oil and gas-oil deposits*. Moscow: VNIIOENG, 2003. 164 p. (In Russ.)
4. Bukatov M.V., Peskova D.N., Nenasheva M.G. Key Problems of Achimov deposits development at different research scales. *PRONEFT. Professionally about Oil*. 2018, vol. 2, pp.16–21. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2018-2-16-21>
5. Morozov V.Yu., Sapianik V.V. Actual problems of development of the oil and gas potential of Western Siberia. *Geology of Oil and Gas*. 2018, no. 3, pp. 27–36. (In Russ.)
6. Germakhanov A. et al. Justification of the economic feasibility of geological exploration of objects at the expense of state programs and projects. *Nedra Discussion Club*. 2023, pp. 122–130. (In Russ.)
7. Igilmanov B. Calculation of carbohydrate reserves based on a 3D model in the TNavigator simulator. Application of Workflow for work optimization. *Yessenov science journal*. 2022, no. 2(43), pp. 87–94. (In Russ.)
8. *Methodology for assessing new assets for exploration and production of hydrocarbons by BRD*. St. Petersburg: Gazprom Neft Group of Companies, 2022. 122 p. (In Russ.)
9. Kovalevsky E.V. *Geological modeling based on geostatistics*. Moscow: TsGE, 2011. 100 p. (In Russ.)
10. Perepletkin I.A. Technical solutions for accounting vertical inhomogeneities in 2D-modeling algorithms during reserves probabilistic estimation. In: *Geology in the Developing World. Collection of Scientific Papers based on the materials of the XVIII International Scientific and Practical Conference of Students, Postgraduates, and Young Scientists*. Perm, 2025. Pp. 313–317. (In Russ.)
11. Perepletkin I.A., Zakharova O.A. The base of algorithms for probabilistic assessment of objects of various genesis // Actual problems of geology, geophysics and geoecology. XXXVI youth scientific school-conference. Apatity, 2025. Pp. 61–65. (In Russ.)
12. Perrin M., Rainaud J.-M. *Shared earth modeling. Knowledge driven solutions for building and managing subsurface 3D geological model*. Paris: Editions Technip, 2013. 399 p.
13. Lin L. et al. Optimizing the reservoir model of delta front sandstone using Seismic to Simulation workflow: A case study in the South China Sea. *SEG International Exposition and 86th Annual Meeting Expanded Abstracts*, 2016, pp. 2821–2825.

14. Song Y. et al. A workflow for turbidite reservoir characterization — a case study of the Macedon member, Northern Carnarvon Basin, NW Australia. *Front. Earth Sci.* 2023, no. 11, p. 15.
15. Dubrule O. *Geostatistics in petroleum geology*. Tulsa: AAPG Continuing Education. *Course Note Series*. 1998, no. 38, p. 127.
16. Perepletkin M.V. *Technology of constructing geological models based on geological and geophysical data in the DV-Geo software package*: PhD Thesis. — Moscow: RGGU named after Ordzhonikidze, 2007. 22 p. (In Russ.)
17. Colombero L., Mountney N.P., Medici G., Jared West L. The geometry of fluvial channel bodies: empirical characterization and implications for object-based models of the subsurface. *AAPG bulletin*. 2019, no. 103, pp. 905–929.
18. Asmayev D.A. et al. *ProGRRes: Geological exploration as a business. Materials of the 3rd International Scientific and Practical Conference*. Sochi, 2023, p. 4. (In Russ.)
19. Perepletkin I.A., Zakharova O.A. An Integrated approach to geological express assessment of multiple objects. new technologies for the oil and gas region // Materials of the international scientific and practical conference of students, postgraduate students, and young scientists. In 2 volumes. Tyumen, 2025. Pp. 18–21. (In Russ.)
20. Perepletkin I.A. Approach to modeling and probabilistic estimation of the reservoir volume of coastal-marine deposits in areas with limited geological and geophysical study (based on the example of the middle jurassic deposits of Western Siberia and the fran-famennian deposits of the Volga-Ural Region). *Geology, Geoecology, and Resource Potential of the Urals and Adjacent Territories: XIII All-Russian Youth Conference Proceedings*. 2025. Pp. 101–104. (In Russ.)
21. Perepletkin I.A., Zaboyeva A.A., Muzraeva B.Yu. Conducting a multi-variant assessment of the productive volume of the Achimov deposits, taking into account the conceptual features of the geological structure. / *Problems of Geology and Subsoil Development. Proceedings of the XXIX International Symposium*. Tomsk. 2025, Vol. II, pp. 40–41. (In Russ.)
22. Perepletkin I.A., Alekhin I.I., Viktorova E.M. Universal methods of multi-variant calculations of non-structural traps taking into account the complex geological structure. *Actual problems of oil and gas. VII All-Russian Youth Conference Proceedings*. Moscow: IPNG RAS, 2024. Pp. 155–159. (In Russ.)
23. Saakyan M.I., Zakrevsky K.E., Lepilin A.E., Akhmetov C.R. On the prospects of creating corporate software for geological modeling. *Oil Industry*. 2019, no. 11, pp. 50–54. (In Russ.)
24. The history of call center development: where it all started. *Digital technologies: outsourcing contact center*. (In Russ.) [Electronic resource.] URL: <https://www.dco.ru/articles/>
25. Demyanov V.V., Savelyeva E.A. *Geostatistics: Theory and Practice*. Moscow: Nauka, 2010; 327. (In Russ.)
26. Yilmaz O. *Seismic Data Analysis*. Tulsa: SEG, 2001. P. 1027.
27. Belozero B.V., Butorin A.V., Kaigorodov S.V., Faizov R.Z. *Practical tips for 3D geological modeling*. 2nd edition. Moscow: IZHEVSK: Institute of Computer Research, 2018. 424 p. (In Russ.)
28. Kiselev V.S. et al. *Instructions for assessing the quality of structural constructions and the reliability of identified and prepared seismic surveys (for oil and gas operations)*. 1984. 76 p. (In Russ.)
29. Kurkin A.A. Assessment of the spatial distribution of errors in structural constructions. *Oil and Gas*. 2016, no. 1, pp. 15–21. (In Russ.)
30. Pyrcz M., Deutsch C. *Geostatistical reservoir modeling*. Oxford University Press, 2014. 449 p.
31. Alekhin I.I., Perepletkin I.A., Meshcheryakova A.S. Methodology for variations in the structural plan of a multilayer deposit with complex geological structure. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024, vol. 15, no. 2, pp. 122–140. (In Russ.)
32. Perepletkin I.A., Kosmacheva M.S. Dynamic analysis capabilities for predicting reservoir propagation with a low seismic data maturity. *PRONEFT. Professionally about oil*. 2025, vol. 10, no. 3, pp. 14–27. (In Russ.) <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-103-14-27>
33. Guide to forming a conceptual framework for major exploration projects. St. Petersburg: Gazprom Neft PJSC, 2022. P. 103. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTION

И.А. Переплеткин — разработал концепцию исследования и материалы для исследования. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ivan A. Perepletkin — developed the article concept, prepared materials for experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Иван Алексеевич Переплеткин — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»
190121, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
AuthorID: 962435
ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-3753-2660>
SPIN-код: 1246-0648
Scopus: 57205282863

Ivan A. Perepletkin — Chief specialist, Gazprom
neft company group
3–5, Pochtamtskaya str., 190121,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
AuthorID: 962435
ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-3753-2660>
SPIN-code: 1246-0648
Scopus: 57205282863